



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DOS ÓLEOS
ISOLANTES EM TRANSFORMADORES EM REDE
DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA**

**Autor: Felipe de Souza Campos
Orientadora: Prof. Dra. Maria Del Pilar Hidalgo Falla**

**Brasília, DF
2016**



Felipe de Souza Campos

**AVALIAÇÃO DA EFICIÊNCIA DOS ÓLEOS ISOLANTES EM
TRANSFORMADORES EM REDE DE TRANSMISSÃO ELÉTRICA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientadora: Profa. Dra. Maria del Pilar Hidalgo Falla

**Brasília, DF
2016**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação

De Souza Campos, Felipe.

Avaliação da eficiência dos óleos isolantes em transformadores em rede de transmissão elétrica / Felipe de Souza Campos. Brasília: UnB, 2016. 34 p. : il. ; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília Faculdade do Gama, Brasília, 2016. Orientação: Profa. Dra. Maria del Pilar Hidalgo Falla.

1. Transformadores Elétricos. 2. Óleo Isolante. 3. Testes Físico-Químicos. 4. Espectroscopia no Infravermelho.

Hidalgo Falla, Maria del Pilar.
Avaliação da eficiência dos óleos isolantes em transformadores em rede de transmissão elétrica.

CDU Classificação

- A ficha catalográfica oficial deverá ser solicitada à Biblioteca pelo aluno após a apresentação.



Avaliação da eficiência dos óleos isolantes em transformadores em rede de transmissão elétrica.

Felipe de Souza Campos

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 07/12/2016 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Profa. Dra. Maria del Pilar Hidalgo Falla, UnB/ FGA
Orientadora

Prof. Dr: Flávio Silva, UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Mestre Gerardo Antonio Idrobo Pizo, UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2016

Esse trabalho é dedicado à minha
família e amigos.

AGRADECIMENTOS

"Se fui capaz de ver mais longe foi apenas porque eu estava apoiado sobre ombro de gigantes." Sir Isaac Newton

RESUMO

Com a invenção do transformador elétrico, foi possível a transmissão e distribuição de energia aos consumidores finais, proporcionando um grande avanço tecnológico para a sociedade. A utilização de óleo mineral isolante nesses equipamentos tem sido utilizado por décadas, já que este líquido é essencial para o funcionamento dos transformadores. Nas últimas décadas, com a preocupação do fim das reservas de petróleo no mundo e pensando em sustentabilidade, óleos vegetais e sintéticos vêm sendo estudados para uma possível substituição total da utilização do óleo mineral sintético nessas máquinas. O presente trabalho aborda o estudo da eficiência do óleo mineral isolante utilizado em transformadores de elevação de tensão através de testes físico-químicos e espectroscopia no infravermelho, onde muitos desses testes podem ser realizados em campo, facilitando empresas que trabalham com este tipo de equipamento elétrico a fazerem manutenções periódicas. As amostras de interesse a serem analisadas de óleo mineral isolante foram coletados em transformadores elevadores de tensão do fabricante WEG em subestações de pequenas centrais hidrelétricas próximas ao município de Dianópolis-TO. Os testes físico-químicos foram realizados no Laboratório de Nanotecnologia (Lab. NTEC) da Universidade de Brasília Campus Gama. Para tal efeito foram desenvolvidas as técnicas de Teste Visual de Cor, Teste de Viscosidade e Número de Neutralização, além da Espectroscopia de Infravermelho com Transformada de Fourier (FTIR). Os resultados dos testes de cada amostra foram analisados e discutidos, verificando o desgaste de cada óleo isolante, conforme periodicidade no tempo de uso no transformador. Além disto, amostra de óleo novo do fabricante YPF foi analisado e comparado com os testes dos óleos usados dos transformadores WEG.

Palavras-chave: Transformadores Elétricos. Óleo Isolante. Testes Físico-Químicos. Espectroscopia de Infravermelho.

ABSTRACT

With the invention of the electric transformer, it was possible to transmit and distribute energy to final consumers, providing a great technological advance for society. The use of insulating mineral oil in these equipment has been used for decades, since this liquid is essential for the operation of transformers. In the last decades, with the concern of the end of the oil reserves in the world and thinking about sustainability, vegetable and synthetic oils have been studied for a possible total substitution of the synthetic mineral oil use in these machines. The present work deals with the study of the efficiency of the insulating mineral oil used in voltage elevator transformers through physical-chemical tests and infrared spectroscopy, where many of these tests can be performed in the field, facilitating companies that work with this type of electrical equipment to perform periodic maintenance. The samples of interest to be analyzed of mineral insulating oil were collected in voltage elevator transformers of the manufacturer WEG in substations of small hydroelectric plants near the municipality of Dianópolis-TO. The physical-chemical tests were performed at the Nanotechnology Laboratory (Lab. NTEC) of the University of Brasilia Campus Gama. For this purpose, the techniques of Visual Color Test, Viscosity Test and Neutralization Number were developed, as well as the Infrared Spectroscopy with Fourier Transform. The results of the tests of each sample were analyzed and discussed, verifying the wear of each insulating oil, according to the periodicity of the transformer using time. In addition, new YPF oil sample was analyzed, and compared to the WEG transformers used oils test.

Keywords: Electric Transformers. Insulating Oil. Physical-Chemical Tests. Infrared Spectroscopy.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP – Agência Nacional do Petróleo

ASTM – American Society for Testing and Materials

CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais

CST - CentiStokes

EPI – Equipamento de Proteção Individual

FTIR – Espectroscopia de infravermelho com Transformada de Fourier

LAB. N-TEC – Laboratório de Nanotecnologia

NBR – Norma Brasileira

OMI – Óleo Mineral Isolante

OVI – Óleo Vegetal Isolante

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PPM – Partes por Milhão

SE – Subestação

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquematização do transformador monofásico. Fonte: SAMBAQUI, 2008.	4
Figura 2. Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Riacho Preto. Fonte: Própria, 2016.	5
Figura 3. Transformador WEG SE Lagoa Grande. Fonte: Própria, 2016.	6
Figura 4. Cadeia Naftênica. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.	8
Figura 5. Cadeia Parafínica Linear. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.	8
Figura 6. Cadeia Parafínica Ramificada. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014. ...	8
Figura 7. Estrutura Química de Éster Natural. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.	10
Figura 8 Estrutura da Bifenila Policlorada. Fonte: ANTONELLO, 2006.	11
Figura 9. Passo a passo da coleta das amostras. Fonte: Própria, 2016.	13
Figura 10. Óleo Padrão Cole-Parmer. Fonte: Própria, 2016.	15
Figura 11. Viscosímetro Cannon-Fenske. Fonte: Própria, 2016.	16
Figura 12. Balança digital de alta precisão. Fonte: Própria, 2016.	17
Figura 13. Erlenmeyer no agitador magnético. Fonte: Própria, 2016.	17
Figura 14. Aparelho para Teste de Cor. Fonte: Orbeco.	18
Figura 15. Espectrômetro Thermo Scientific. Fonte: Própria, 2016.	20
Figura 16. Passos do Processo de Espectroscopia. Fonte: Própria, 2016.	20
Figura 17. Comparação das cores dos óleos. Fonte: Própria, 2016.	22
Figura 18 Espectro FTIR das Amostras	24
Figura 19. Caracterização de óleo na frequência entre 2970-2850.	25
Figura 20. Caracterização de óleo na frequência entre 1470-1350.	25
Figura 21. Caracterização do óleo na frequência entre 780-700.	25
Figura 22. Oxidação na frequência entre 1760-1560.	26
Figura 23. Oxidação na frequência entre 1250-1000.	26
Figura 24. Contaminação por água na frequência entre 3600-3000.	27
Figura 25. Rigidez Dielétrica em função da Acidez.	27

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Características normais dos óleos parafínicos e naftênicos. Fonte: MOURA; CARRETEIRO.	9
Tabela 2. Densidade das amostras	21
Tabela 3. Viscosidade Cinemática dos óleos coletados	21
Tabela 4. Acidez das amostras de óleo	22
Tabela 5. Classificação das Cores das Amostras.....	23
Tabela 6. Grupo funcional de cada região da frequência.	23

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1. Densidade	14
Equação 2. Viscosidade Cinemática.....	15

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. APRESENTAÇÃO	1
1.2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	1
1.3. JUSTIFICATIVA	2
1.4. OBJETIVOS	2
1.4.1. OBJETIVO GERAL	2
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1. TRANSFORMADORES	3
2.1.1. TRANSFORMADORES ELEVADORES	5
2.2. ÓLEO ISOLANTE	6
2.2.1. Óleo Mineral Isolante (OMI)	7
2.2.2. Óleo Vegetal Isolante (OVI)	9
2.2.3. Óleo Sintético Isolante	10
2.3. Caracterização físico-químico do óleo	11
3. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	12
3.1. COLETA DO ÓLEO LUBRIFICANTE	12
3.2. Teste de Densidade	13
3.3. Teste de Viscosidade	14
3.4. Número de Neutralização	16
3.5. Teste de Cor	18
3.6. Espectroscopia de Infravermelho	19
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	21
4.1. TESTE DE DENSIDADE	21
4.2. TESTE DE VISCOSIDADE	21
4.3. TESTE NÚMERO DE NEUTRALIZAÇÃO	22
4.4. TESTE DE COR	22
4.5. ESPECTROSCOPIA NO INFRAVERMELHO	23
4.6. CORRELAÇÃO DA RIGIDEZ DIELÉTRICA COM A ACIDEZ	27
4.7. CORRELAÇÃO DA TENSÃO INTERFACIAL COM A ACIDEZ (PG94)	28
5. CONCLUSÃO	28
Referências Bibliográficas	29

1. INTRODUÇÃO

1.1. APRESENTAÇÃO

O presente trabalho é uma monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título em Bacharel em Engenharia de Energia.

O projeto foi desenvolvido no Laboratório de Nanotecnologia da Universidade de Brasília, Campus Gama, e as amostras coletadas *in situ* nos transformadores localizados nas Subestações das PCH's de Boa Sorte, Riacho Preto e Lagoa Grande na cidade de Dianópolis-TO.

A organização do trabalho foi feita em capítulos, onde o Capítulo 1 é referente à introdução do trabalho, o Capítulo 2 é composto pela revisão bibliográfica, o Capítulo 3 remete aos procedimentos experimentais realizados, o Capítulo 4 apresenta os resultados e discussão e o Capítulo 5 a conclusão.

1.2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Com a crescente demanda de energia elétrica, a partir do crescimento demográfico e consequente aumento da necessidade pessoal, através de dispositivos eletrônicos, higiene pessoal, laser, etc, e da necessidade das indústrias em aumentar sua produção para suportar a demanda de produtos por parte dessas mesmas pessoas, torna-se cada vez mais necessária a geração de tal energia, contando com ajuda de transformadores e seu bom funcionamento.

A partir da revolução industrial, houve grande aumento do consumo de energia elétrica em todo mundo. Assim, o sistema elétrico de potencia foi cada vez mais sendo solicitado, seja por indivíduos ou por grandes empresas e indústrias. Transformadores de energia entram nesse processo com a finalidade de aumentar a tensão gerada a partir da energia eólica, nuclear, hidrelétrica, térmica ou solar, devido razões econômicas e técnicas, e assim, ser transmitida para os lares e centros industriais/comerciais, que já recebem essa energia, após ser processada em um outro transformador, com tensão diminuída, capaz de ser suportada nesses locais.

Para garantir o funcionamento ressaltado acima, o transformador - peça das mais importantes no processo de transmissão de energia – necessita de manutenção periódica, a fim de evitar seu desgaste e fazer-se necessária sua troca (SILVA et al, 2011).

Portanto, a constante manutenção e, principalmente, averiguação da qualidade/degradação do óleo isolante usado com fim de refrigerar e isolar a tensão elétrica nas bobinas, gera despesa em primeiro momento, mas evita grandes gastos futuros, garantindo o objetivo de qualquer matriz geradora de energia e diminuindo gastos desnecessários (ARANTES, 2005).

O óleo mineral, derivado do refinamento do petróleo, torna-se popular quanto à seu uso em transformadores de energia devido seu baixo custo e excelente capacidade de refrigeração e isolamento elétrico e magnético (PENA, 2003).

A decomposição do óleo mineral se dá devido ao tempo de uso e condições de funcionamento do transformador, tendo em mente que quanto mais sobrecarregado o transformador for, maior será essa decomposição, fato que se concretiza com a constante escassez de energia ocorrida há alguns anos. Essa decomposição pode ser caracterizada em três fases e marcadores como gases dissolvidos no óleo, formação de peróxidos instáveis e compostos oxi-celulósicos indicam necessidade de troca do óleo, manutenção de peças internas ou, quando tardia, a troca do gerador, fato que pesquisas e estudos, como este, finda em evitar (ARANTES, 2005).

1.3. JUSTIFICATIVA

Esta pesquisa tem por fim demonstrar a necessidade da averiguação do óleo mineral usado em transformadores, como descrito acima. Evitando despesas desnecessárias e interrupção na transmissão de energia a partir da manutenção do bom funcionamento desses equipamentos.

Por meio de testes simples e de baixo custo, como análise de viscosidade, densidade, cor, acidez e espectroscopia infravermelha, usinas podem reduzir os problemas causados pelo uso dos transformadores. A maioria dessas usinas realizam averiguação do óleo anualmente, aumentando o risco de desgaste dos transformadores. Com os testes descritos nesse estudo, os intervalos de tempo dessas análises conseguem ser encurtados, tendo em vista que podem ser feitos em campo, descartando a necessidade de terceirização para grandes laboratórios, quase sempre situados a longas distâncias e com tempo de resposta maior (MILASCH, 1984).

Profissionais qualificados, testes *in loco* e menor tempo entre análises, garantem diminuição de gastos, diminuto risco de interrupção de seu funcionamento por decomposição deste produto e, assim, transformadores adequados para sua necessidade, descartando problemáticas indesejadas.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver metodologias simples e de baixo custo, que permitam avaliar a qualidade das amostras de óleos isolantes utilizados em transformadores elevadores de tensão em subestações, localizados em regiões isoladas.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudar as características dos transformadores elevadores e a sua importância na transmissão de energia;
- Mostrar e caracterizar os diferentes tipos de óleos isolantes utilizados em transformadores elétricos;
- Mostrar a importância de se efetuar manutenções periódicas em transformadores;
- Realizar análises físico-químicas e de espectroscopia no infravermelho em amostras de óleo mineral isolante de transformadores, focando na degradação dos óleos usados.
- Finalmente com estes resultados, tomar as medidas preventivas e corretivas *in situ*.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. TRANSFORMADORES

Os transformadores são um dos principais, se não o principal, equipamentos do sistema elétrico de potência, fazendo a transmissão de energia elétrica a grandes distâncias com baixas perdas através da indução eletromagnética, e ainda transforma tensão e corrente alternada entre seus enrolamentos, permitindo a interligação de sistemas elétricos de diversos níveis de tensões. A energia é transmitida até uma distribuidora de energia, onde este equipamento atuará reduzindo a tensão para níveis adequados de consumo residencial (ARANTES, 2005).

Em 1821 Michael Faraday iniciou suas experiências com o eletromagnetismo, e cerca de dez anos mais tarde conseguiu criar o primeiro transformador elétrico com os princípios eletromagnéticos da Lei de Faraday e da Lei de Lenz, que, basicamente, diz que através da variação do fluxo magnético rente a um condutor, é criada uma diferença de potencial nesse mesmo condutor, que gera uma corrente induzida, causando um fluxo magnético oposto à variação do fluxo inicial. O transformador tem um fluxo magnético comum a dois ou mais enrolamentos de fios ou cabos condutores, onde no caso mais simples, o transformador tem dois enrolamentos e é conhecido como monofásico. O enrolamento que é ligado a uma fonte de tensão alternada é, por conveniência, chamado de primário, o qual induzirá uma tensão alternada no outro enrolamento, chamado de secundário, também por conveniência. O valor desta tensão induzida está ligado diretamente ao número de espiras de cada enrolamento, que nada mais é do que o número de enrolamentos de cada uma. Os condutores dos enrolamentos envolvem núcleos ferromagnéticos, gerando o acoplamento magnético. A figura 1 representa o esquema de um transformador monofásico (DELGADO, 2010).

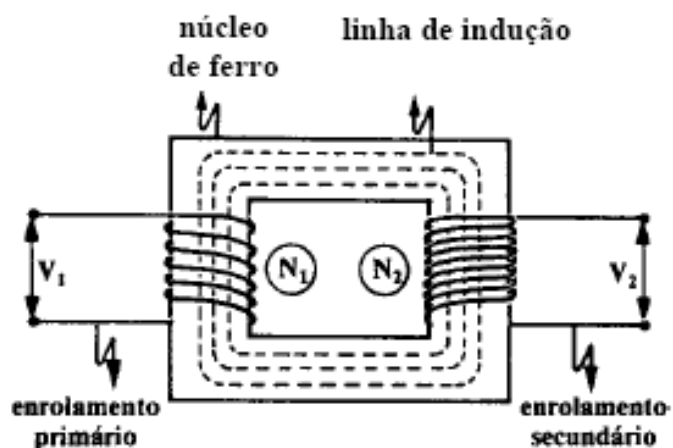


Figura 1. Esquematização do transformador monofásico. Fonte: SAMBAQUI, 2008.

Devido a sua grande importância no sistema elétrico e pelo seu alto custo, empresas que trabalham com transformadores devem fazer inspeções e manutenções nestes equipamentos regularmente. Quando o transformador chega ao seu local de instalação, deve-se fazer uma inspeção interna e externa além de verificar o registrador de impacto, que é um instrumento que registra os impactos recebidos pelo transformador durante o transporte. A inspeção externa é feita visualmente, tentando identificar danos aparente e verificar se há vazamento de óleo. Outra forma de aumentar a vida útil do transformador é evitar que ele trabalhe sobreaquecido o tempo todo, além das inspeções periódicas que devem ser feitas, averiguando as isolações sólidas e líquidas, para que evite origem de água e outros produtos, pois estes enfraquecem o poder mecânico do transformador. A Engenharia São Patrício Ltda – ENGESP, empresa que forneceu amostras de óleos isolantes de transformadores elétricos para o estudo de caso deste trabalho, é responsável pela operação e manutenção das PCH's Boa Sorte, Riacho Preto e Lagoa Grande, e faz inspeções e manutenções anualmente nos transformadores das subestações de cada PCH. A figura 2 mostra a PCH Riacho Preto com a sua respectiva subestação (MILASCH, 1984).



Figura 2. Pequena Central Hidrelétrica (PCH) Riacho Preto. Fonte: Própria, 2016.

2.1.1. TRANSFORMADORES ELEVADORES

Dentre todos os tipos de transformadores elétricos, um dos mais importantes são os transformadores elevadores de tensão, geralmente instalados em centros de geração de energia, elevando a tensão no secundário para que se tenha menos perdas na transmissão. Os transformadores nas subestações das PCH's aqui citadas são transformadores elevadores da marca WEG, uma grande empresa nacional e uma das maiores fabricantes de equipamentos elétricos do mundo, que utilizam óleo mineral isolante como forma de isolamento e refrigeração (DELGADO, 2010).

De acordo com o Manual do Transformador a Óleo da WEG, os transformadores são sempre testados nas fábricas antes de serem distribuídos, garantindo o seu perfeito funcionamento. No local de recebimento, todos os serviços de descarregamento e locomoção do transformador devem ser executados e supervisionados por pessoal especializado, obedecendo-se as normas de segurança e utilizando-se os pontos de apoio apropriados. Sempre que possível, o transformador deve ser descarregado em sua base definitiva e uma inspeção preliminar deve ser feita por um pessoal especializado, conferindo as condições externas, pintura, vazamento de óleo, acessórios e componentes. Na figura 3 é possível ver o transformador da WEG utilizado na subestação da PCH Lagoa Grande (WEG, 2010).



Figura 3. Transformador WEG SE Lagoa Grande. Fonte: Própria, 2016.

2.2. ÓLEO ISOLANTE

Transformadores elétricos de potência são equipamentos que trabalham com elevadas tensões e correntes em seu interior, e como consequência disso, há uma enorme elevação de temperatura com a sua atividade, prejudicando o funcionamento e o seu rendimento. Foi quando em 1890 começaram a utilizar o óleo isolante mineral, que é o dielétrico mais utilizado até hoje nesses equipamentos (ARANTES, 2005).

As principais funções dos óleos isolantes em transformadores é a isolação elétrica das partes internas dos transformadores e ao mesmo tempo refrigerá-lo através da transferência de calor. Dependendo do tipo do equipamento elétrico, esses materiais isolantes podem ser gasosos, como o ar, hexafluoreto de enxofre ou vácuo, líquidos como o óleo mineral isolante ou silicone, ou ainda sólidos como as resinas epóxi ou fibra de vidro (MILASCH, 1984).

Uma das propriedades elétricas mais importante do óleo é a sua rigidez dielétrica, que de acordo com MILASCH (1984, p.97), rigidez dielétrica é uma medida da

habilidade do líquido em resistir à tensão elétrica sem falhar. Essa é uma das características fundamentais em óleos isolantes de transformadores, e fatores como água dissolvida no óleo e partículas sólidas em suspensão, podem diminuir sua rigidez dielétrica. Os testes mais utilizados para a determinação da rigidez dielétrica são o ASTM D- 877 e o ASTM D-1816 (MILASCH, 1984).

Por isso, é de fundamental importância a averiguação da isolação sólida do transformador, pois, esta em contato com a umidade gera água no óleo isolante. Um teor de umidade de 50ppm no óleo do topo do transformador é considerado crítico e indica a necessidade de sua eliminação. O método mais adequado para a determinação de água no óleo isolante é o de Karl Fischer, onde este método consiste na oxidação do óxido de enxofre pelo iodo em presença da água, da piridina e do álcool metílico (MILASCH, 1984).

Assim, um óleo isolante novo tem uma elevada tensão interfacial, que é a tensão na interface óleo-água. Os contaminantes como a água e partículas sólidas acabam diminuindo esta tensão, onde um óleo novo e em boas condições tem valores de tensão interfacial cerca de 40 dina/cm a 25°C. Os testes recomendados para a determinação da tensão interfacial são os métodos ASTM D-97 e ASTM D-2285 (MILASCH, 1984).

2.2.1. ÓLEO MINERAL ISOLANTE (OMI)

O OMI é um dos principais líquido isolante utilizado em equipamentos elétricos, principalmente em transformadores, onde sua obtenção é a partir da destilação do petróleo, em frações entre 300 e 400°C. Este tipo de óleo é utilizado há mais de cem anos como líquido isolante, e por ser derivado de petróleo, sua composição é basicamente carbono e hidrogênio (hidrocarbonetos) parafínicos ou naftênicos com pequenas proporções de oxigênio, nitrogênio e enxofre (STOCCO, 2009).

Com o avanço tecnológico no processo de obtenção deste óleo, o seu desempenho vem aumentando ao longo dos anos, e por ter boas características como isolante e refrigerante e um baixo custo, este tipo de óleo é muito usado mundialmente, tendo bilhões de litros sendo utilizados. Com a preocupação ambiental e prevendo o fim das reservas de petróleo nas próximas décadas, especialistas da área estão estudando para a criação ou aperfeiçoamento de óleos isolantes para a substituição do óleo mineral, como o óleo vegetal e o sintético (GOMES, 2006).

A classificação do óleo mineral isolante é realizada segundo a norma ASTM D 2140, medindo a viscosidade, densidade e índice de refração. Outra alternativa de se classificar o OMI em parafínico ou naftênico é através de testes de espectroscopia na região do infravermelho, determinando seu conteúdo parafínico (Cp), onde os naftênicos têm o Cp inferior à 50% e nos parafínicos o Cp é superior à 56% (STOCCO, 2009).

2.2.1.1. ÓLEO MINERAL ISOLANTE NAFTÊNICO

Este óleo também é conhecido como óleo mineral isolante do tipo A. O óleo mineral isolante naftênico são hidrocarbonetos saturados de cadeia fechada, podendo ter um ou mais anéis com uma ou mais cadeias laterais. Este é o tipo de óleo mais utilizado em transformadores, pois apresenta boa condutividade térmica, alto ponto de fulgor, baixo custo de produção em larga escala, alta capacidade de regeneração, baixa toxicidade e biodegradabilidade. Na figura 4 está representada uma cadeia naftênica (FRIEDENBERG; SANTANA, 2014).

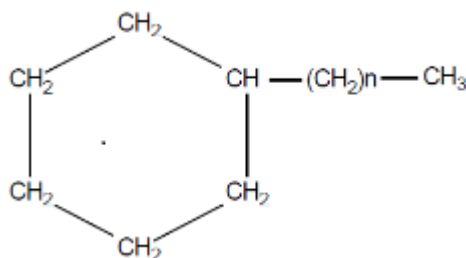


Figura 4. Cadeia Naftênica. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.

2.2.1.2. ÓLEO MINERAL ISOLANTE PARAFÍNICO

Os parafínicos, também conhecidos como óleo mineral isolante tipo B, por serem derivados de petróleo, são hidrocarbonetos saturados com cadeia aberta linear ou ramificada. Através das figuras 5 e 6, podemos observar as cadeias parafínicas linear e ramificada (FRIEDENBERG; SANTANA, 2014).

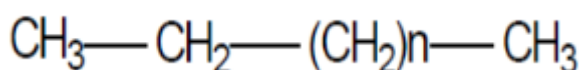


Figura 5. Cadeia Parafínica Linear. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.

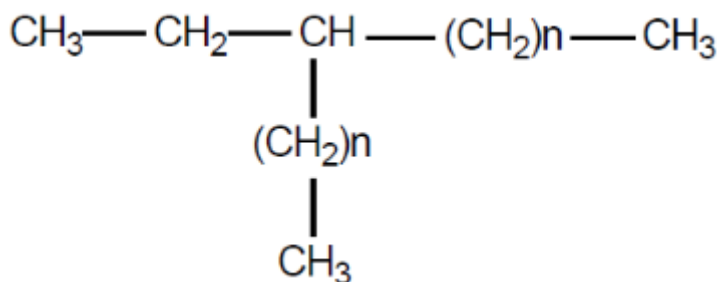


Figura 6. Cadeia Parafínica Ramificada. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.

2.2.1.3. COMPARAÇÃO ENTRE NAFTÊNICOS E AROMÁTICOS

Apesar dos dois tipos virem da mesma origem, algumas características do petróleo proporcionará maiores produções de um ou de outro. Ainda que os modernos processos de refinação possa modificar as características do óleo, esses dois tipos de óleo contem propriedades distintas, fazendo com que cada um seja mais adequado para um determinado fim, entretanto, essa diferenças não fazem de um óleo melhor que o outro (MOURA; CARRETEIRO, 1975).

Os óleos paraafínicos apresentam uma taxa de oxidação inferior ao naftênicos, entretanto, os produtos da oxidação (borra) são mais solúveis nos óleos naftênicos, evitando que estes produtos da oxidação não se depositem no fundo do tanque do transformador, mantendo o bom funcionamento do sistema de arrefecimento, já que não terá partículas atrapalhando a circulação do óleo por convecção. Outras característica distintas podem ser encontradas na Tabela 1 (FRIEDENBERG; SANTANA, 2014).

Tabela 1. Características normais dos óleos paraafínicos e naftênicos. Fonte: MOURA; CARRETEIRO.

CARACTERÍSTICAS	PARAFÍNICOS	NAFTÊNICOS
Ponto de Fluidez	Alto	Baixo
Índice de Viscosidade	Alto	Baixo
Resistência à Oxidação	Grande	Pequena
Oleosidade	Pequena	Grande
Resíduo de Carbono	Grande	Pequeno
Emulsibilidade	Pequena	Grande

2.2.2. ÓLEO VEGETAL ISOLANTE (OVI)

Diferentemente do OMI e do óleo sintético isolante, o OVI é sempre obtido a partir de grãos como canola, soja, milho e outros, e para se obter o óleo refinado, estes grãos tem que passar por processos de degomagem, neutralização, branqueamento e desodorização (STOCCO, 2009).

Alguns experimentos com o óleo vegetal isolante em transformadores foram feitos na mesma época em que começaram os testes com o óleo mineral, entretanto os OVIs foram descartados por motivos de estabilidade à oxidação, ponto de fluidez, permissividade e viscosidade. Mais recentemente, alguns transformadores que alimentam fornos instalados na década de 70, tiveram seus OMIs substituídos por óleo vegetal, e em 2001, depois de muitos testes e estudos, a empresa Alliant Energy substitui o óleo mineral de um transformador de potência por OVI (STOCCO, 2009).

Sempre pensando no meio ambiente, a composição química do óleo vegetal é formado por moléculas de ésteres de ácido graxo (fig.7), que faz com que ele tenha um alto ponto de ignição, gerando menores incidências de incêndios, sem contar que a sua fumaça de combustão é menos densa e menos nociva que a do óleo mineral. Além de ser biodegradável, os OVIs são isentos de compostos sulfúricos, não sendo sujeito a falhas causadas pela ação do enxofre corrosivo (FRIEDENBERG; SANTANA, 2014).

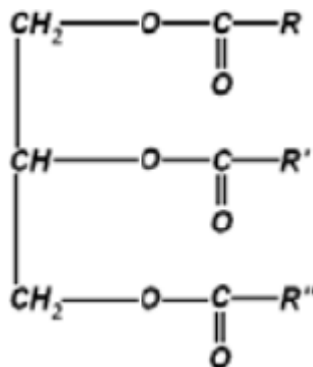


Figura 7. Estrutura Química de Éster Natural. Fonte: FRIEDENBERG; SANTANA, 2014.

A ABB, em 1999, lançou o primeiro OVI comercial no mercado nomeando-o de BIOTEMP, em que seu fluido base foi o óleo de girassol. Em 2007, a empresa nacional Mineraltec produziu e comercializou um óleo vegetal BIOVOLT com tecnologia totalmente brasileira. No Brasil, duas concessionárias de energia elétrica estão fazendo testes em equipamentos elétricos de potência utilizando óleo vegetal. O primeiro transformador do mundo a funcionar totalmente com OVI foi colocado em operação em 2006 na Região Metropolitana de Belo Horizonte, na SE de Contagem, pela CEMIG. Outros estados do Brasil já estão fazendo testes e colocando em operação alguns equipamentos elétricos movidos a óleo vegetal isolante (STOCCO, 2009).

Apesar de seus vários aspectos positivos, um ponto negativo ainda nos OVIs é referente a sua densidade, pois por ser um óleo mais viscoso, ele influencia no desempenho do sistema de refrigeração do transformador, que gera calor através das perdas nos enrolamentos e núcleo magnético. Assim, o equipamento exige mais do bom funcionamento do sistema de refrigeração. Aí que entra o problema da sua elevada densidade, pois o óleo não consegue circular livremente e com velocidade adequada através dos pequenos canais de refrigeração dos enrolamentos. Com isso, os transformadores a OVI devem ser projetados para este óleo específico (FRIEDENBERG; SANTANA, 2014).

2.2.3. ÓLEO SINTÉTICO ISOLANTE

Outro tipo de óleo isolante são os óleos sintéticos, compostos por hidrocarbonetos aromáticos, clorados, com características incolores de alta densidade e

viscosidade baixa. São adequados para uso em transformadores como líquido isolante e refrigerante, com resistência dielétrica parecida com o óleo mineral (MOURA; CARRETEIRO, 1975).

Os grandes empecilhos ao seu uso, é o seu alto custo e a sua incompatibilidade com alguns materiais que fazem o isolamento dos transformadores. Assim, para ele ser utilizado nestes equipamentos, o transformador deve ser especialmente construído para utilizar esse tipo de óleo, o que acaba custando de 20 a 30% a mais para construir esse tipo de transformador (MOURA; CARRETEIRO, 1975).

Por outro lado, a sua grande vantagem, além de serem dispensadas preocupações referentes a incêndio, é a sua grande resistência a oxidação, fazendo com que a sua utilização não necessite de cuidados de regeneração ou renovação (MOURA; CARRETEIRO, 1975).

No Brasil, antes dos anos 80, era muito utilizado o ascarel, nome dado ao PCB (Bifenilas Policloradas) por aqui. Apesar das suas ótimas características dielétricas, isolantes e refrigerantes, em 1981 o ascarel foi proibido no Brasil, devido a sua toxicidade, sendo maligno ao meio ambiente e aos seres humanos. A figura 8 mostra a cadeia do PCB (ANTONELLO, 2006).

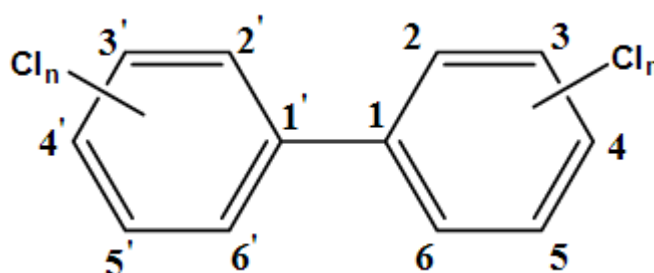


Figura 8 Estrutura da Bifenila Policlorada. Fonte: ANTONELLO, 2006.

2.3. CARACTERIZAÇÃO FÍSICO-QUÍMICO DO ÓLEO

O transformador elétrico é um equipamento fundamental no sistema de potência e de alto valor. Ultimamente, empresas dos setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica buscam evitar problemas ou falhas nestes equipamentos, fazendo assim uma manutenção periódica preventiva detectando problemas na deterioração da celulose do isolamento dos enrolamentos, curto circuito entre espiras, condições físico-químicos do óleo isolante, entre outros, evitando inconvenientes como a retirada do equipamento do sistema elétrico e grandes perdas financeiras, seja pela diminuição do faturamento ou pelo pagamento de multas à agência reguladora (ARANTES, 2005).

Preocupado em manter a vida útil do transformador e evitar acidentes com o equipamento, é de extrema importância alguns testes sejam feitos com o óleo isolante do transformador, substância essencial no funcionamento do transformador e que

mostra inúmeras informações sobre o transformador. Alguns testes físico-químicos são de baixo custo e simples de serem feitos, sem contar que são fundamentais para a caracterização do óleo, como exame visual em campo, cor, densidade, rigidez dielétrica, sedimentos, fator de potência, número de neutralização tensão interfacial, umidade e análise cromatográfica dos gases. Com exceção deste último teste, todos os outros podem ser feitos em campo, gerando assim respostas rápidas e de baixo custo para a empresa. Alguns desses testes será mencionado e discutido no próximo capítulo (MILASCH, 1984).

3. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Os testes físico-químicos para qualificar os óleos isolantes, são realizados de acordo a Norma ASTM e NBR. No Brasil existem os laboratórios acreditados pela ANP para realização destas análises. A empresa ENGESP monitora anualmente estes óleos da subestação, que são enviados a um Laboratório acreditado em Goiânia-GO. Visto que este controle de qualidade é esporádico, e implica um custo à empresa, mas evita casos extremos de problemas sérios no funcionamento da PCH. Por tanto precisa-se de alguns métodos mais importantes, simples e eficientes, no controle de qualidade rotineiro, que permita uma análise preventiva e corretiva a fim de evitar estes problemas. Diante disto, o presente trabalho que é parte de meu estágio como aluno de Engenharia de Energia, resultou interessante em virtude de deixar uma contribuição na empresa. Assim foram desenvolvidos algumas técnicas de análises: Teste Visual de Cor, Teste de Viscosidade, densidade e Número de Neutralização, além da Espectroscopia de Infravermelho com Transformada de Fourier (FTIR).

3.1. COLETA DO ÓLEO LUBRIFICANTE

Os óleos isolantes analisados foram coletados no mês de Outubro de 2016 das Subestações de Boa Sorte, Riacho Preto e Lagoa Grande, todas situadas próximo ao município de Dianópolis em Tocantins. As coletas foram feitas de uma forma amadora, pois não tinha no local uma mangueira nova e não havia uma seringa para coleta adequada do óleo para testes cromatográficos, entretanto, para a realização das coletas foi seguindo os passos descritos no manual do transformador a óleo da WEG. A Figura 9 contém quatro fotos que mostram os passos para a coleta das amostras.



Figura 9. Passo a passo da coleta das amostras. Fonte: Própria, 2016.

- 1- As coletas foram feitas durante o dia com o clima quente e seco, e alguns EPI's foram utilizados para uma maior segurança como capacete, luvas e óculos.
- 2- O óleo foi retirado diretamente dos transformadores elevadores, onde foi deixado escoar um ou dois litros de óleo em um balde, para então ser colocado o frasco de vidro no orifício de drenagem para a coleta da amostra.
- 3- O óleo foi coletado diretamente em um frasco de vidro transparente novo e esterilizado, nunca utilizado, de aproximadamente um litro, sendo tampado logo e identificado logo em seguida.
- 4- As amostras de óleo foram levadas para o Lab. N-TEC em Brasília na mesma semana em que as amostras foram coletadas para a realização do teste de espectroscopia de infravermelho.

3.2. TESTE DE DENSIDADE

A densidade do óleo isolante é uma propriedade física muito importante para o funcionamento do transformador, já que se o óleo estiver muito denso, ele não conseguirá fluir por dentro dos tubos que passam na bobina, ocasionando no superaquecimento do equipamento. O método adequado para a determinação da

densidade é através do ASTM (D-1298)80, entretanto, foi feito um outro método para a realização deste experimento por falta de equipamentos no laboratório.

Materiais utilizados:

- Béquer 50ml;
- Balança de precisão digital;
- Amostras de óleo;

Procedimento:

- 1- Mediu-se o peso do Béquer de 50ml na balança digital;
- 2- Pesou-se 25ml de cada amostra de óleo;
- 3- Sabendo a massa e o volume de cada amostra de óleo, pode-se usar a fórmula representada pela equação 1 para calcular a densidade:

$$d = \frac{m}{v} \quad \text{Equação 1. Densidade}$$

Onde:

m = Massa;

v = Volume;

3.3. TESTE DE VISCOSIDADE

A viscosidade pode ser definida com a resistência que o fluido oferece ao escoamento contínuo. É uma propriedade física fundamental para o óleo isolante, já que esse tipo de fluido tem como um dos objetivos principais refrigerar o transformador, sendo assim, necessita ter baixa viscosidade para que o líquido circule rapidamente entre as fontes de calor e o meio externo, e circule por todo o canal de refrigeração dos enrolamentos. Com isso podemos concluir que a quantidade de calor que o óleo é capaz de transferir do transformador para o meio ambiente depende da viscosidade (MILASCH, 1984).

Podemos ver então a necessidade de se fazer o teste para determinar a viscosidade do óleo isolante dos transformadores. O teste de viscosidade foi baseado no ASTM D 445, para determinação da viscosidade cinemática a partir de um padrão.

Materiais utilizados:

- Viscosímetro Cannon-Fenske de 350 cS;
- Padrão;
- Cronômetro;
- Termômetro;

-Bomba de Vácuo;

-Béquer 50ml;

-Amostra de Óleo Isolante (YPF Repsol novo, SE Boa Sorte, SE Riacho Preto e SE lagoa Grande);

Procedimento:

- 1- Foi feita a calibragem do Viscosímetro com o óleo padrão da Cole-Parmer (Fig.10) com o intuito de descobrir o fator de viscosidade (f) para determinar a viscosidade cinemática (n) dos óleos isolantes. A viscosidade cinemática pode ser expressa de acordo com a Equação 1:

$$n = f \times t \quad \text{Equação 2. Viscosidade Cinemática}$$

Onde:

f = Fator de Viscosidade;

t = Tempo em segundos;

Para a determinação do tempo que o fluido leva para escoar de uma marca a outra do viscosímetro, foi utilizado um cronômetro digital. Sabendo o tempo que o óleo padrão leva para escoar e a sua viscosidade cinemática à temperatura ambiente a 25°C, foi determinado o fator de viscosidade padrão.

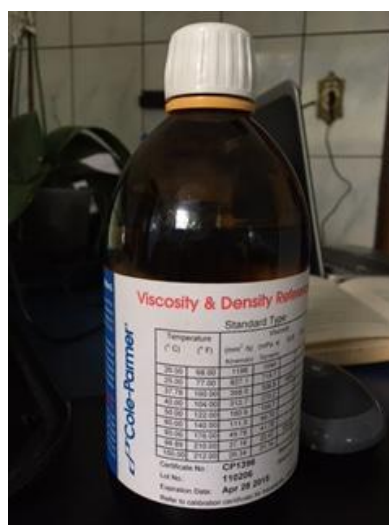


Figura 10. Óleo Padrão Cole-Parmer. Fonte: Própria, 2016.

- 2- Após a determinação do fator de viscosidade padrão, foi medido o tempo de escoamento no viscosímetro (fig. 11) de cada óleo isolante, para calcular a viscosidade cinemática de cada.



Figura 11. Viscosímetro Cannon-Fenske. Fonte: Própria, 2016.

3.4. NÚMERO DE NEUTRALIZAÇÃO

Este é um dos testes mais importantes a ser feito em laboratório com amostras de óleos isolantes. É um experimento que determina a quantidade em miligramas de KOH necessário para neutralizar 1g de óleo, correspondente ao método ASTM (D-(974)80). Os ácidos são extremamente maléficos para o óleo isolante, já que eles têm ação catalítica e aceleram a deterioração do óleo e da isolação celulósica (MILASCH, 1984).

Materiais utilizados:

- Balança de precisão digital;
- Bureta;
- Indicador ácido-base Fenolftaleína;
- Agitador magnético;
- Água destilada;
- Amostras dos óleos isolantes;

Procedimento:

- 1- Preparação de Hidróxido de Potássio (KOH) com concentração 0,031;

- 2- Colocou-se a solução de Hidróxido de Potássio na bureta;
- 3- Constatou-se que para neutralizar o etanol, é necessário 0,2ml de Hidróxido de Potássio;
- 4- Aferiu-se o peso de aproximadamente 1g de cada amostra de óleo conforme a figura 12;



Figura 12. Balança digital de alta precisão. Fonte: Própria, 2016.

- 5- Adicionou-se 10ml de etanol nas amostras de óleo;
- 6- Acrescentou-se 2 gotas de Fenolftaleína;
- 7- Colocou-se o Erlenmeyer com o 1g de óleo adicionado de 10ml de etanol e 2 gotas de fenolftaleína no agitador magnético. Enquanto agitava, foi-se adicionando gotas da solução de Hidróxido de Potássio através da torneira da bureta até o ponto de neutralização da amostra, conforme a Figura 13;



Figura 13. Erlenmeyer no agitador magnético. Fonte: Própria, 2016.

- 8- Do número total da solução de Hidróxido de Potássio utilizado em cada amostra de óleo, foi subtraído 0,2ml de KOH referente a necessidade do mesmo em neutralizar o etanol;
- 9- Converteu-se a escala de ml para mgKOH/g óleo, pois é a unidade de medida utilizada nos ensaios ASTM D-974, MB-101, ASTM D-664 e MB-494;

3.5. TESTE DE COR

Este teste é um dos principais testes a ser feito na amostra em campo, sendo mais significativo e representativo. O método adequado para a classificação da cor do óleo isolante mineral é o ASTM (D-1524), podendo ser realizado em campo, para além de verificar a cor do óleo, averiguar a existência de partículas sólidas e gotículas de água em suspensão (MILASCH, 1984).

A amostra do óleo é comparado com uma escala padrão numerado de 0 a 8, onde estas estão representadas em uma placa de vidro dispostas em um disco rotativo, acoplado a um equipamento nomeado de comparador de cores(fig. 14). Para classificar a cor do óleo da amostra, este é colocado em um tubo do comparador de cores e o disco rotativo é girado até que as cores do óleo e da escala coincidam. Com isso, a cor do óleo da amostra pode ser classificada de acordo com a cor do disco. Se a cor da amostra coincidir entre duas cores do disco, o resultado também será intermediário. Quanto mais escuro estiver o óleo, provavelmente, mais degradado ou oxidado estará esta amostra. (MILASCH, 1984).



Figura 14. Aparelho para Teste de Cor. Fonte: Orbeco.

Entretanto, o laboratório N-TEC não disponibiliza deste equipamento e o teste de cor foi feito apenas comparando as cores da amostra do óleo novo da YPF com as amostras dos transformadores das subestações, todos colocados em frascos de vidro transparente.

3.6. ESPECTROSCOPIA DE INFRAVERMELHO

É um método de caracterização físico muito utilizado na indústria e em pesquisas científicas para determinar um composto ou analisar a composição de uma amostra tanto qualitativamente, quanto quantitativamente, pois os resultados são rápidos e confiáveis (ILHARCO, 1998).

O espectrômetro utiliza o infravermelho para analisar as frequências de vibrações dos átomos que compõem as moléculas, que variam de acordo com a estrutura e a composição. Com o avanço da tecnologia, existe hoje em dia equipamentos que podem ser transportados, inclusive ser levados para análises em campo, evitando ao máximo a contaminação da amostra, já que, neste caso, a amostra do óleo isolante poderia ser retirado do transformador e ser analisado logo em seguida (ILHARCO, 1998).

O Laboratório N-TEC (UNB-Gama) disponibiliza do equipamento NicoletTM ISTM 10 FT-IR Spectrometer – Thermo Scientific (Fig. 15), onde foi possível realizar as análises de espectroscopia no FTIR¹.

Materiais utilizados:

-Espectrômetro de Infravermelho Thermo Scientific com equipamento para leitura de amostras líquidas;

-Amostras de óleo;

¹Tipo de espectrômetro que utiliza a transformada de Fourier para obter, através do interferograma, o espectrograma (Transmitância em função do número de onda).



Figura 15. Espectrômetro Thermo Scientific. Fonte: Própria, 2016.

Procedimento:

- 1- Utilizou-se um gotero para coletar uma pequena quantidade da amostra (óleo) e despejou-se aproximadamente cinco gotas no leitor da máquina;
- 2- Através do programa OMNIC, gerou-se o espectro referente às amostras;
- 3- A partir dos espectros, foi feita a análise para identificação dos picos referentes à oxidação e partículas de água presentes em cada amostra;

A figura 16 representa brevemente os procedimentos feitos no laboratório. Os gráficos obtidos com a análise do infravermelho serão apresentados no capítulo de Resultados e Discussão.

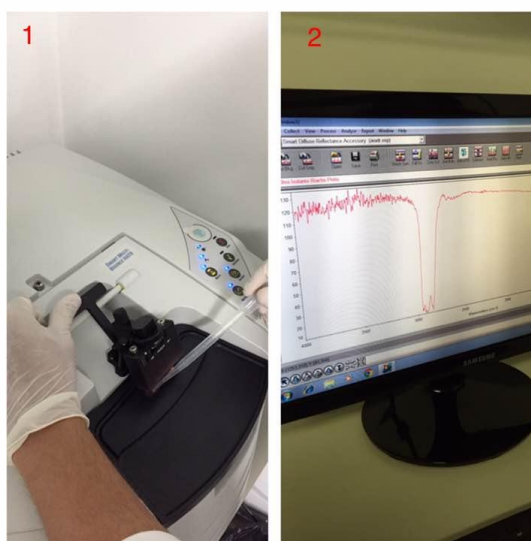


Figura 16. Passos do Processo de Espectroscopia. Fonte: Própria, 2016.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. TESTE DE DENSIDADE

Após a realização dos experimentos, foi possível identificar a densidade de cada óleo. A tabela 2 mostra os valores encontrados com o experimento.

Tabela 2. Densidade das amostras

AMOSTRA DO ÓLEO	DENSIDADE (g/ml)
YPF	0,8353
SE Boa Sorte	0,8751
SE Riacho Preto	0,8665
SE Lagoa Grande	0,8731

Com os resultados, foi possível notar que o óleo novo da YPF tem a menor densidade, como esperado, já que ele nunca foi utilizado, e quanto mais o óleo é utilizado e oxidado, mais provável de se encontrar água dissolvida no óleo, e com isso sua densidade é elevada. Apesar de todas as amostras de óleo isolante usado estarem com uma densidade superior ao óleo novo, elas estão dentro do aceitável, pois a Norma CNP-16 informa um valor máximo para densidade de óleo isolante mineral de 0,9g/ml (VER ANEXO I).

4.2. TESTE DE VISCOSIDADE

O segundo experimento descrito no capítulo anterior foi o de viscosidade cinemática, onde a temperatura ambiente no momento da realização dos experimentos estava em torno de 24°C. Analisando os resultados de viscosidade cinemática da tabela 3, podemos ver que a viscosidade do óleo novo da YPF está dentro dos padrões de acordo com as especificações da Norma CNP-16 (VER ANEXO I), onde mostra que a viscosidade cinemática de um óleo mineral isolante novo a 20°C tem um valor máximo de 25cSt, a 37,8°C o valor máximo é de 11cSt. Fazendo-se uma interpolação desses valores, pode-se perceber que o valor de 22,37cSt a 20°C é bem aceitável. É possível notar também que as amostras de óleo dos transformadores (óleos da WEG) estão mais viscosos, logo, estão mais oxidados, já que seus valores ficaram superiores a 22,37cSt, principalmente a amostra do transformador da SE Riacho Preto.

Tabela 3. Viscosidade Cinemática dos óleos coletados

Subestação do óleo utilizado	Viscosidade Cinemática (cS)
Boa Sorte	27,48
Riacho Preto	34,42
Lagoa Grande	27,29
YPF	22,37

4.3. TESTE NÚMERO DE NEUTRALIZAÇÃO

A tabela 4 informa o número de neutralização de cada amostra obtida com os testes.

Tabela 4. Acidez das amostras de óleo

	YPF Repsol	Boa Sorte	Riacho Preto	Lagoa Grande
Acidez (mgKOH/g óleo)	0,03	0,17	0,33	0,17
Acidez (mgKOH/g óleo) WEG (ANEXO II)	Óleo Novo < 0,04	Óleo usado 0,1-0,2	Óleo usado 0,1-0,2	Óleo usado 0,1-0,2

Conforme Tabela 4, pode-se comparar os resultados obtidos com os dados da fabricante WEG (ANEXO II), já que todas as amostras foram retirados de transformadores dessa marca que funcionam há oito anos sem interrupções e sem ter tido o óleo isolante trocado ou complementado. Comparando os resultados obtidos, com os fornecidos pelo fabricante (ANEXO II), podemos observar que o óleo novo da YPF, e os óleos das subestações Boa Sorte e Lagoa Grande estão dentro da norma, já o óleo do transformador da SE Riacho Preto está oxidado (0,33mgKOH/g óleo).

4.4. TESTE DE COR

Os testes de cor foram realizados visualmente, e as imagens nítidas mostram diferenças de cor de um óleo para outro, conforme a Figura 17. Para dar uma classificação conforme a ASTM D-1524, foi adotado que o óleo mais claro teria uma classificação 0,5 e o mais escuro 1,5. A Tabela 5 mostra a classificação das cores de cada amostra de óleo. Os valores foram seguiram os valores máximos permitidos pela fabricante WEG (ANEXO II).

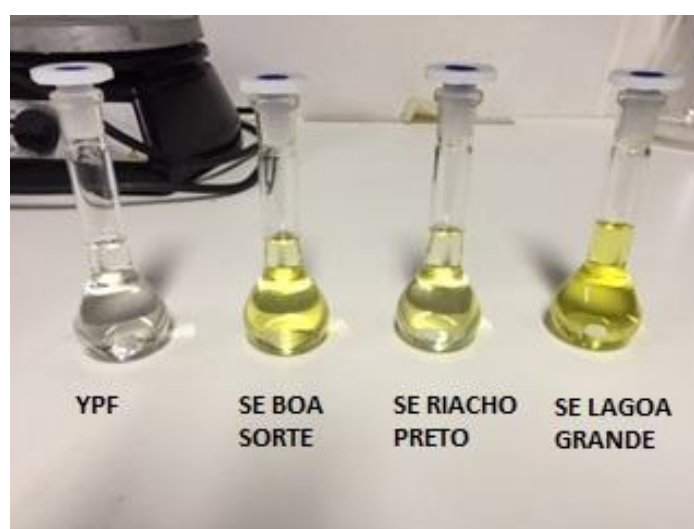


Figura 17. Comparação das cores dos óleos. Fonte: Própria, 2016.

Tabela 5. Classificação das Cores das Amostras.

AMOSTRA	CLASSIFICAÇÃO
YPF	0,5
SE Boa Sorte	1,2
SE Riacho Preto	1,0
SE Lagoa Grande	1,5

4.5. ESPECTROSCOPIA NO INFRAVERMELHO

Todas as amostras passaram pelo teste de espectroscopia no infravermelho para uma análise mais qualitativa, podendo analisar a oxidação e a quantidade de água dissolvida em cada amostra. Por terem sido feitas em um espectroscópio de infravermelho FTIR, os resultados são em função da transmitância pela frequência ($4000\text{-}800\text{cm}^{-1}$), como mostra a figura 18. Cada região da frequência representa uma característica específica do óleo. A tabela 6 mostra de forma mais detalhada estas características.

Tabela 6. Grupo funcional de cada região da frequência.

Número de onda (cm-1)	Grupo funcional
3600-3000	O-H (contaminação da água)
2.970-2850 780-700	C-H (óleo)
1760-1560	C=O (oxidação)
1480, 1370	CH ₂ , CH ₃ (óleo)
1250-1000	C-O-C (oxidação)

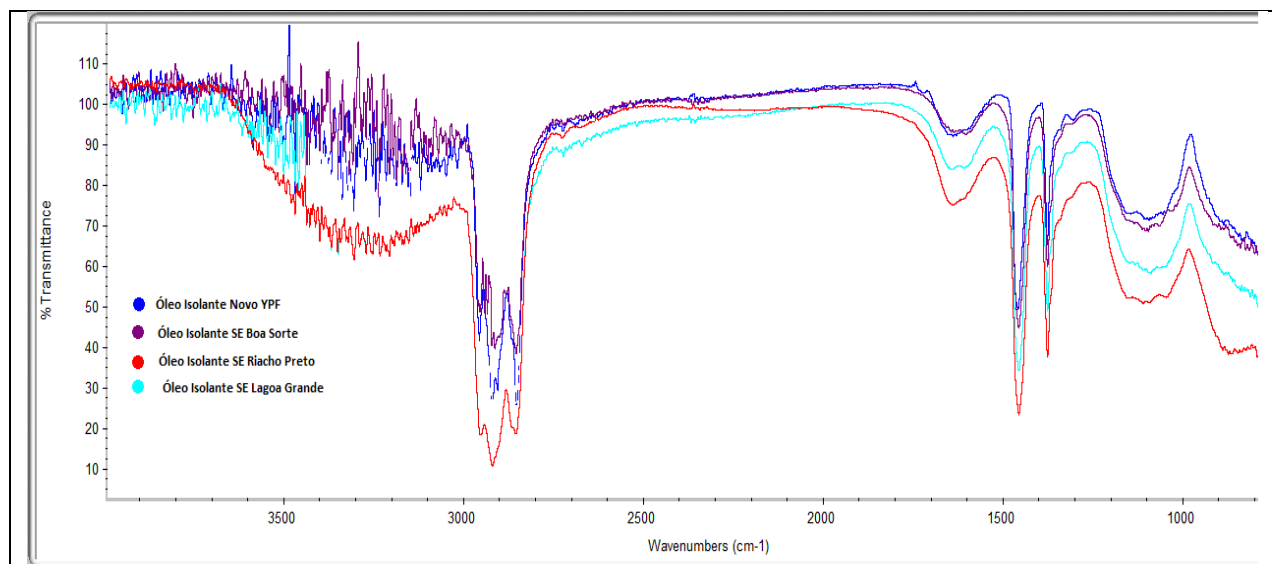


Figura 18 Espectro FTIR das Amostras

As figuras 19, 20 e 21 mostram as frequências que classificam o óleo. Através deles, podemos confirmar que todas as amostras são óleos minerais derivado de petróleo.

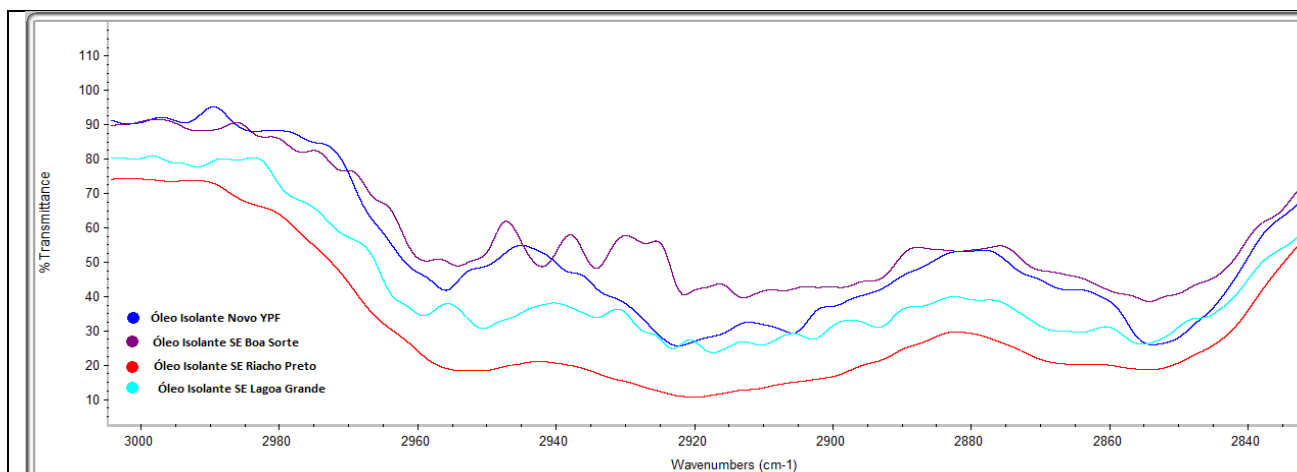


Figura 19. Caracterização de óleo na frequência entre 2970-2850.

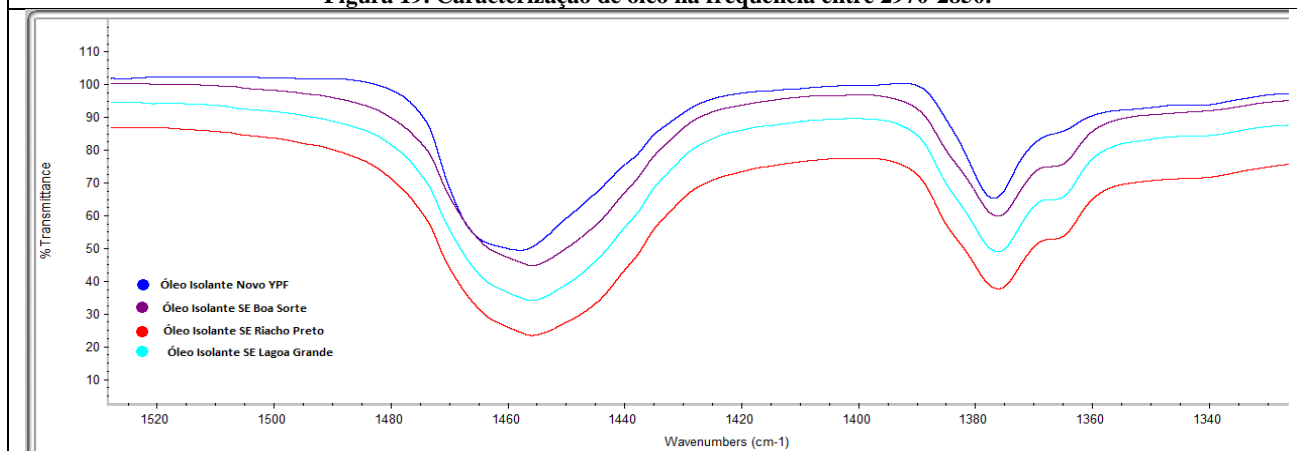


Figura 20. Caracterização de óleo na frequência entre 1470-1350.

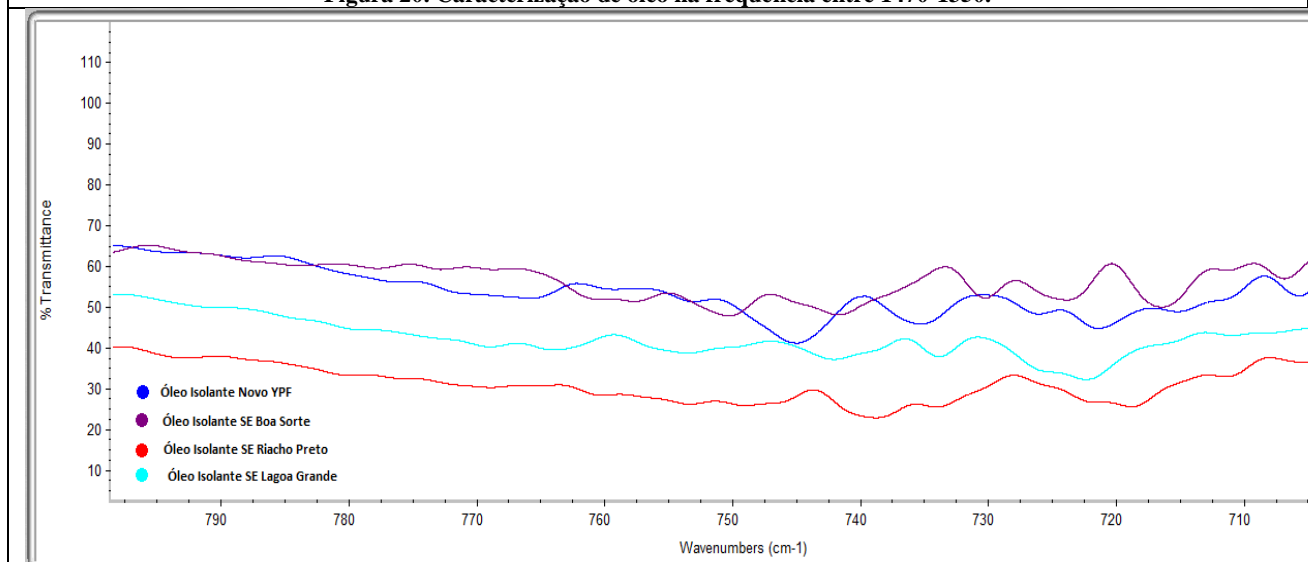


Figura 21. Caracterização do óleo na frequência entre 780-700.

As figuras 22 e 23 representam as regiões de oxidação das amostras. As imagens confirmam os resultados encontrados nos testes de acidez e viscosidade, mostrando que o óleo da subestação de Riacho Preto é o mais oxidado.

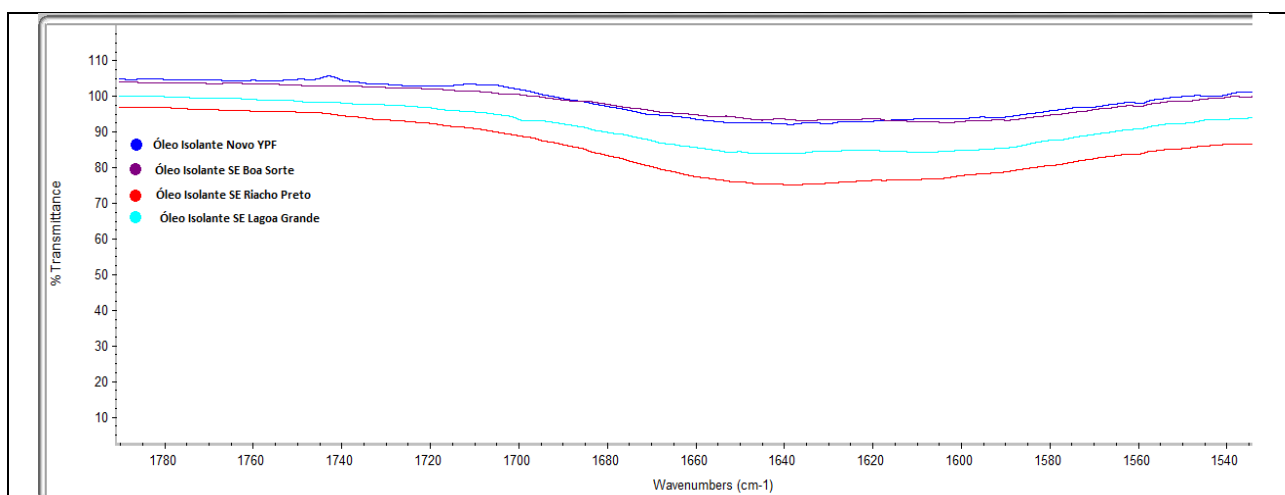


Figura 22. Oxidação na frequência entre 1760-1560.

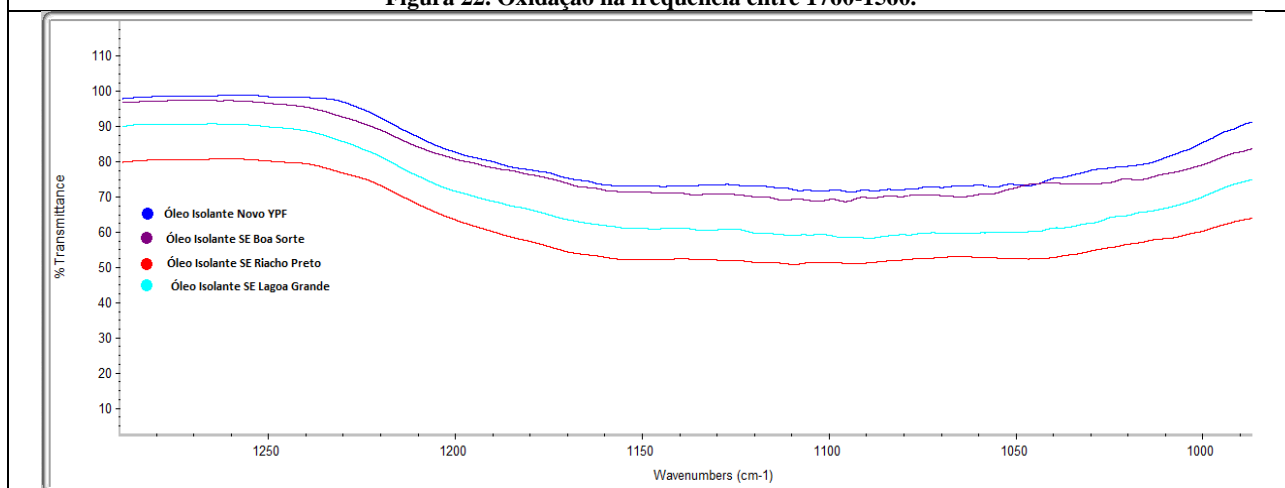
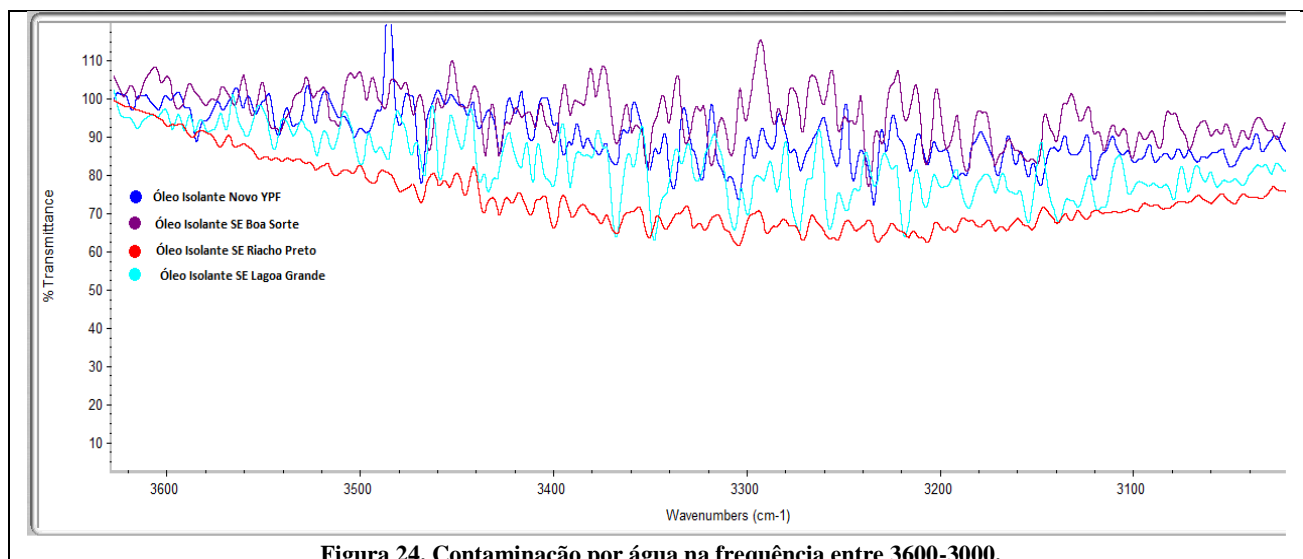


Figura 23. Oxidação na frequência entre 1250-1000.

A figura 24 mostra a região que absorve a água, compreendida na frequência de 3600-3000 cm⁻¹. Pode-se perceber que a amostra de Riacho Preto é a que tem maior quantidade de água no óleo isolante.



4.6. CORRELAÇÃO DA RIGIDEZ DIELÉTRICA COM A ACIDEZ

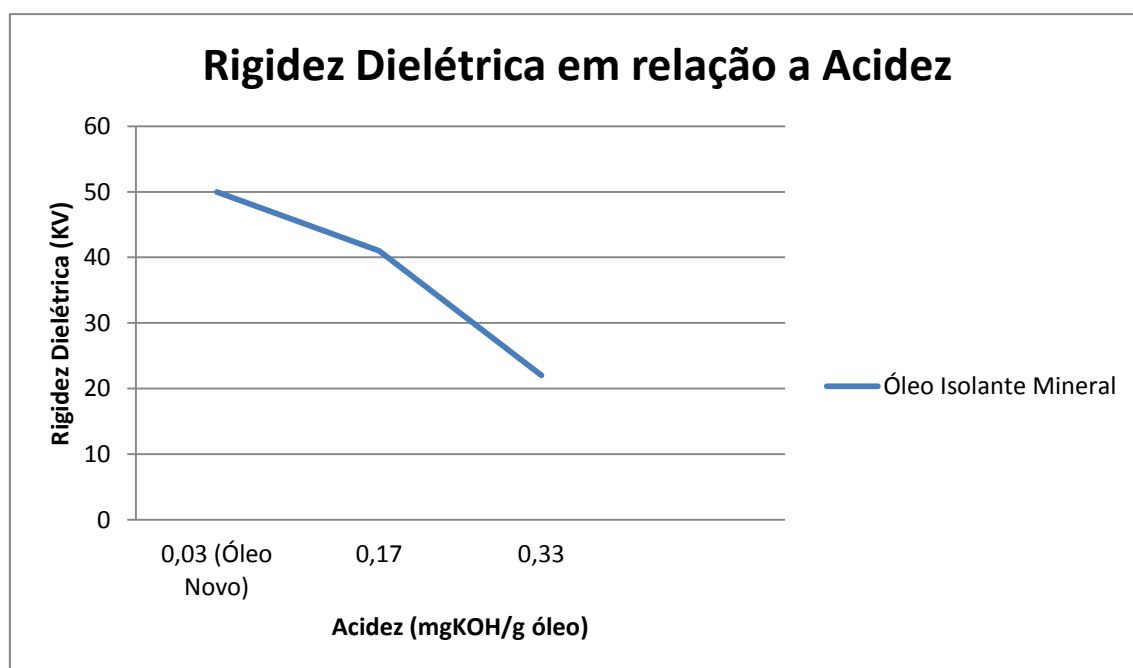


Figura 25. Rigidez Dielétrica em função da Acidez.

O gráfico mostrado na Figura 25, o qual correlaciona os valores de acidez obtidos nas amostras analisada e o valores de rigidez dielétrica fornecidos conforme a tabela do fabricante WEG(ANEXO II), mostra que o óleo novo da YPF deu um resultado de 0,03mgKOH/g óleo, o qual corresponde ao valor de um óleo mineral novo, podemos estimar que a rigidez dielétrica deste óleo da YPF seria em torno de 50KV. Os resultados da acidez das subestações de Boa Sorte e Lagoa Grande deram iguais,

exatamente 0,17mgKOH/g óleo, que é um valor típico para óleos usados conforme a mesma referência, e sua rigidez dielétrica pode então ser estimada em 41KV, já que a rigidez dielétrica para óleos usados com esse valor de acidez é maior que 40KV. O óleo de Riacho Preto, cujo valor de acidez foi de 0,33mgKOH/g óleo (quase o dobro dos óleos das subestações de Boa Sorte e Lagoa Grande), estima-se uma menor rigidez dielétrica de 22KV, e verificando com os outros resultados de viscosidade, presença de água e oxidação do óleo como visto nos resultados acima apresentados, conclui-se que este óleo deve ser substituído parcial ou totalmente. (VER ANEXO II).

4.7. CORRELAÇÃO DA TENSÃO INTERFACIAL COM A ACIDEZ (PG94)

5. CONCLUSÃO

O trabalho só foi possível ser feito com as pesquisas bibliográficas, que ajudaram bastante no conhecimento teórico e prático. Analisando os resultados dos testes físico-químicos, foi possível observar a degradação do óleo com o passar do tempo em funcionamento em transformadores. Uma curiosidade pode ser vista no óleo isolante da SE Riacho Preto, pois ele é o que tem a cor mais clara entre as amostras de óleo usado, entretanto, pode ser visto nos resultados de todos os testes que ele é o que está mais oxidado. Já os óleos das SE Boa Sorte e Lagoa Grande, estão quase no mesmo nível de degradação, e isso fica bem claro quando analisamos a acidez de cada amostra.

O teste de espectroscopia terminou de confirmar o que os testes físico-químicos estavam apontando, mostrou que o óleo com maior teor de água e mais oxidado é o da SE Riacho Preto, e analisando as curvas do gráfico, pode-se ver a semelhança da qualidade dos óleos de Boa Sorte e Lagoa Grande.

O trabalho só foi possível ser feito com as pesquisas bibliográficas, que ajudaram de uma forma significativa no conhecimento teórico e prático, com conhecimentos referentes a transformadores elétricos e óleos isolantes. Pode-se concluir que é fundamental empresas que trabalham na área de geração, transmissão e distribuição de energia, fazerem manutenções periódicas em seus transformadores.

Referências Bibliográficas

PENA, MIGUEL CARLOS MEDINA. **FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA: UMA CONTRIBUIÇÃO PARA ANÁLISE, DEFINIÇÕES, CAUSAS E SOLUÇÕES**, 2003. Disponível em: <<http://saturno.unifei.edu.br/bim/0031227.pdf>>. Acesso em: 1 Nov. 2016.

ARANTES, JOSÉ GERALDO. **Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência pela Análise de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante Através de Redes Neurais**, 2005. Disponível em: <<http://saturno.unifei.edu.br/bim/0029504.pdf>>. Acesso em: 1 Nov. 2016.

YPF. **Dielectro Bi**, 2015. Disponível em: <<http://ypf.com.br/wp-content/uploads/2015/09/DIELECTRICO-BI.pdf>>. Acesso em: 18 Out. 2016.

ILHARCO, LAURA MARIA. **Espectroscopia de Infravermelho uma Técnica Sempre Actual**, 1998. Disponível em: <<http://www.spq.pt/files/magazines/articles/pdfs/3000839.pdf>>. Acesso em 10 Nov. 2016.

GOMES, ANALÚCIA LITZINGER. **DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÃO DE ESPUMAS URETÂNICAS PARA A ADSORÇÃO DE BIFENILAS POLICLORADAS EM ÓLEO MINERAL ISOLANTE**, 2006. Disponível em: <<http://sistemas.lactec.org.br/mestrado/dissertacoes/arquivos/Analucia.pdf>>. Acesso em: 22 Out. 2016.

STOCCO, MÔNICA BUFFARA CECATO. **Avaliação do Potencial de Aplicação de Óleos Vegetais como Fluidos Isolantes em Transformadores de Distribuição da Rede Elétrica**, 2009. Disponível em: <<http://www.pipe.ufpr.br/portal/defesas/dissertacao/165.pdf>>. Acesso em: 20 Out. 2016.

FRIEDENBERG, LUIZ EDUARDO; SANTANA, RUTH MARLENE CAMPOMANES. **Propriedades de Óleos Isolantes de Transformadores e a Proteção do Meio Ambiente**, 2014. Disponível em: <<http://www.abes-rs.org.br/qualidade2014/trabalhos/id868.pdf>>. Acesso em: 28 Out. 2016.

MOURA, CARLOS R. S.; CARRETEIRO, RONALD P. **Lubrificantes e Lubrificação**, p. 21 e p.361, 1975.

MILASCH, MILAN. **Manutenção de Transformadores em Líquidos Isolantes**, p.1-165, 1984.

WEG. **Manual Transformador a Óleo até 4000kVA**, 2010. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-transformadores-a-oleo-instalacao-e-manutencao-10000892317-12.10-manual-portugues-br.pdf>>. Acesso em: 2 Nov. 2016.

FUCHS, RUBENS DARIO. **Transmissão de Energia Elétrica**, volume 1, 2015.

SILVA, CLAUDIA R. et al. **Caracterização Físico-Química e Dielétrica de Óleos Biodegradáveis para Transformadores Elétricos**, 2011. Disponível em: <http://www.agriambi.com.br/revista/v16n02/v16n02a15.pdf>>. Acesso em: 30 Out. 2016.

ANTONELLO, IZOLDIR. **Determinação de Ascarel em Óleo Mineral isolante de Transformador**, 2006. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/89473/233951.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 2 Nov. 2016.

OLIVEIRA, JOSÉ CARLOS DE; COGO, JOÃO ROBERTO; ABREU, JOSÉ POLICARPO G. DE. **Transformadores Teoria e Ensaios**, 1984.

DELGADO, RODRIGO DA SILVA. **ESTUDO DOS REQUISITOS ESSENCIAIS A ESPECIFICAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM CONDIÇÕES NORMAIS DE OPERAÇÃO**, 2010. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10000732.pdf>>. Acesso em: 18 Out. 2016.

FITZGERALD, A.E., KINGSLEY C., UMANS, S.D. **Electric Machinery**. 6º ed. Nova Iorque: McGraw hill, 2003.

CHAPMAN, Stephen J. **Electric Machinery Fundamentals**. 2º Ed. Nova Iorque: McGraw Hill, 2001.

HALLIDAY, D., RESNICK, R. e WALKER, Jearl, **Fundamentos de Física 3 - Eletromagnetismo**. 4º ed. JC Editora.

ANEXOS**LISTA DE ANEXOS**

ANEXO I. NORMA CNP-16.....	32
ANEXO II. VALORES NORMALIZADOS PARA ÓLEOS ISOLANTES.....	33
ANEXO III. ANÁLISES TÍPICAS YPF	34

ANEXO I. NORMA CNP-16.

NORMA CNP-16
Óleo Mineral Isolante — Quadro de Especificação

Características	Mínimo	Máximo
Aparência	O óleo deve ser claro, límpido, isento de matérias em suspensão ou sedimentadas	
Densidade 20/4 °C	—	0,900
Viscosidade cinemática, est a 20 °C	—	25
a 37,8 °C	—	11
Ponto de fulcor, °C	140	—
Ponto de fluidez, °C	—	15
Índice de neutralização, mgKOH/g		
colorimétrico ou	—	0,04
potenciométrico	—	0,05
Tensão interfacial, dina/cm a 25 °C	40	—
Cor ASTM	—	1
Água, ppm*	—	35
Cloretos e sulfatos	Ausentes	
Enxofre corrosivos	Não-corrosivos	
Ponto de anilina, °C	Anotar	
→ Rigidez dielétrica, kV*	30	—
Fator de potência, % 100 °C	—	0,5
Estabilidade à oxidação:		
O ₂ , 164 horas, a 100 °C cobre:		
Incutralização mgKOH/g	—	0,5
Borra, %	—	0,15
Tensão interfacial, dina/cm a 25 °C		Anotar

* Estes itens não se aplicam a produtos transportados em navios ou caminhões-tanques, ou estocados em tanques, em que possa ocorrer absorção de umidade. Neste caso, deverá ser processado tratamento adequado para que estabeleçam os valores especificados na presente Norma.

Nota: Os recipientes destinados ao fornecimento do óleo mineral isolante devem ser limpos e isentos de matérias estranhas. O revestimento interno deve ser constituído de epóxi, convenientemente curada, ou de material equivalente em desempenho.

Publicada no D.O. de 20 de setembro de 1972

ANEXO II. VALORES NORMALIZADOS PARA ÓLEOS ISOLANTES.

	Resultados Típicos		Valores limites								
	Óleo	Óleo	Óleo			Óleo		Óleo	usado		Método
Ensaio	Novo	usado	novos	Satisfatório		A recondiclonar		A	Apos tratamento		de ensaio
	(B)		(A)	Até 230 kV	Acima	Até 230 kV	Acima	regenerar	Até 230 kV	Acima	
Rigidez dielétrica	50 65 - 70	> 40 > 70 - > 58	30 - - -	> 30 > 60 > 24 > 48	> 35 > 70 > 27 > 54	25 - 30 50 - 60 20 - 24 40 - 40	25 - 35 50 - 70 20 - 27 40 - 54	- - - -	> 33 > 66 > 25 > 50	> 38 > 76 > 30 > 60	ASTM D877 (NBR 6889) ASTM D1816 ASTM D1816
Conteúdo de água (ppm)	10	15	< 35	< 25	< 15	25 - 40	15 - 40	> 40	< 20	< 15	Método Karl Fischer ASTM D1533 MB-818
Acidez (mgKOH/g) óleo	0,03	0,1 - 0,2	< 0,04	< 0,3	< 0,1	-	-	> 0,4	< 0,1	-	ASTM D974 MB-101 ASTM D664 MB-494
Tensão interfacial N/m	0,045	0,02 - 0,03	> 0,04	> 0,025		0,02 - 0,025		< 0,020	> 0,03		ASTM D971 NBR 6234 ASTM D2285
Cor	0,5	1 - 1,5	< 1,0	< 3		3 - 4		> 4	< 2		ASTM D1500 MB-351
Fator de potência (%)	0,01 - 0,07 0,1	0,1 - 0,3 - - -	< 0,05 < 0,05 < 0,3 -	0,5 - - -		0,5 - 1,5 - - -		> 1,5 - - -	< 0,1 - - -		20°C 25°C ASTM D 100 °C 924 90°C VDE 370

ANEXO III. ANÁLISES TÍPICAS YPF

ENSAIOS	UNID.	MÉTOD. ASTM	DIELECTRICO BI
Viscosidade a 40 °C	cSt	ASTM D-445	12
Cor	—	ASTM D-1500	0,5
Densidade a 20 °C	g/cm ³	ASTM D-1298	0,848
Ponto de Fulgor	°C	ASTM D-92	140
Ponto de Fluidez	°C	ASTM D-97	- 12
Fator de	%	ASTM D- 924	0,4
Dissipação/Potência a 90°C			
Poder Dieléctrico	kV	ASTM D-877	45
Enxofre Corrosivo	---	---	Não Corrosivo
Número de Ácido	mg KOH/g	ASTM D-974	0,4
Tensão Interfacial a 25°C	mN/m	NBR 6234	40
Teor Inibidor de Oxidação	% massa	NBR 12134	0,30
Estabilidade à Oxidação	---	IEC 1125	Passa
PCB	ppm	ASTM D-4059	Não Detectável